

Régulation de la filière photovoltaïque

Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière

Terii VALLAUX

Ingénieur Civil des Mines

Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

SYNTHÈSE

Le présent document dresse le constat des difficultés que connaît la filière photovoltaïque polynésienne et établit des propositions afin de relancer son développement sur des bases plus saines et plus pérennes.

Comme toutes les énergies, l'énergie photovoltaïque présentent des avantages et des inconvénients. En particulier, son coût encore aujourd'hui élevé quoiqu'en baisse constante, nécessite une montée en puissance graduelle de la filière afin que les incitations financières nécessaires à son développement, qu'elles proviennent du contribuable ou de l'abonné du système électrique, soient économiquement supportables. Par ailleurs, le caractère aléatoire de cette énergie milite également pour un développement maîtrisé qui puisse s'articuler de manière équilibrée avec les autres sources d'énergie électrique composant le mix énergétique polynésien.

En juin 2009, le gouvernement de l'époque adoptait la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) 2009-2020, schéma directeur de l'électricité sur Tahiti pour la décennie. Avec ses arrêtés d'application n° 901 et 902 CM, ce cadre réglementaire fort et cohérent permettait d'ouvrir au marché, dans des conditions équilibrées, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et notamment de l'énergie photovoltaïque.

En 2010, les décisions prises par le nouveau Gouvernement et son Ministère en charge de l'énergie ont méconnu le schéma directeur arrêté en 2009. Ainsi notamment, le Gouvernement a autorisé en la seule journée du 21 avril 2010, 144% du quota des grosses installations solaires (de plus de 200 kWc) que la PPI prévoyait de réaliser en 10 ans. Par ailleurs, les modifications intervenues quant aux aides financières ainsi qu'aux modalités de rémunération des producteurs photovoltaïques ont généré des lourdes ambiguïtés, voire des incohérences au niveau du cadre réglementaire relatif au développement de la filière.

Ces décisions malencontreuses ont notamment généré les conséquences suivantes :

- Une saturation prématurée, du moins du point de vue de l'engagement juridique, de la capacité du réseau de distribution électrique à accueillir de nouvelles unités de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque ou éolienne,
- Une hypothèque sur la possibilité de disposer dans le futur d'énergies renouvelables à coût compétitif,
- Un engagement potentiellement très lourd des finances publiques au titre de la défiscalisation locale, la plupart des pétitionnaires n'ayant pas reçu à ce jour des refus motivés à leur demande d'agrément,
- Le (bon prétexte à un) gel du bénéfice légitime de la défiscalisation métropolitaine,
- Une incitation financière encore plus élevée pour le particulier raccordé en Basse Tension (BT) au prix d'une hausse additionnelle de la facture de l'abonné moyen et de pertes fiscales pour les Communes et le Pays.

Pour sortir de ces difficultés, les orientations suivantes sont notamment proposées :

- Supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale et sa cohorte de critères opaques et arbitraires et assurer la rentabilité des projets principalement par le tarif de rachat,
- Revendiquer toutefois le rétablissement légitime de la défiscalisation métropolitaine,
- Sortir de la file d'attente tous les projets de générateurs de plus de 10 kWc,
- Opter pour un système de rémunération de la production PV clair et cohérent pour les petites installations,
- Contingenter le volume annuel de kWc alloués aux nouveaux projets PV en relation avec les objectifs (révisables) de la PPI,
- N'autoriser les installations de taille substantielle (par rapport à la consommation électrique de l'île concernée) qu'après appels d'offres du Pays.

I) INTRODUCTION

En juin 2009, le gouvernement de l'époque adoptait la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) 2009-2020, schéma directeur de l'électricité sur Tahiti pour la décennie. Avec ses arrêtés d'application n° 901 et 902 CM, ce cadre réglementaire fort et cohérent permettait d'ouvrir au marché, dans des conditions équilibrées, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et notamment de l'énergie photovoltaïque.

En 2010, derrière le paravent d'une communication assidue, mais souvent incantatoire et contradictoire et parfois fallacieuse, ce cadre a été fortement dégradé et des décisions très dommageables et contraires à l'intérêt général ont été prises qui compromettent fortement la possibilité d'un développement rationnel de l'énergie photovoltaïque en Polynésie française.

Aussi aujourd'hui, le Pays ne peut pas faire l'économie d'une vigoureuse et douloureuse remise à plat du dispositif encadrant le développement de l'énergie photovoltaïque.

II) La PPI 2009-2020 : Rappel des objectifs¹

La PPI fixe 4 objectifs pour la présente décennie :

- développer l'autonomie énergétique du Pays ;
- développer la sécurité d'approvisionnement du Pays ;
- préserver l'environnement ;
- contribuer à la lutte contre l'effet de serre.

Du point de vue quantitatif, le résultat attendu est de parvenir à faire passer de 25 % actuellement à 50 % en 2020, la contribution des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité. Un tel objectif est ambitieux mais raisonnable car il s'articule sur une montée en puissance graduelle et équilibrée de la contribution des différentes énergies renouvelables.

Cet équilibre est requis pour atteindre les 4 objectifs susvisés tout en réalisant simultanément des économies pour l'utilisateur du système électrique et la collectivité, économies qui paraissent même constituer, eu égard notamment à la situation financière du Pays, une condition indispensable pour parvenir aux résultats escomptés.

Le tableau ci-après indique les coûts du kilowatt-heure (kWh) par filières respectives tels que prévus par la PPI. Il démontre qu'une augmentation raisonnée et équilibrée du recours aux énergies renouvelables peut s'accompagner d'une économie collective en plus des avantages correspondant aux 4 grands objectifs de la PPI précédemment rappelés.

¹ Pour une description plus complète de la PPI voir www.service-energie.pf, onglet « documentation ».

PRODUCTION ÉLECTRIQUE (augmentation des EnR) 2009 à 2020	HYDRO	ÉOLIEN	PV < 10 kWc	PV de 10 à 200 kWc	PV > 200 kWc	BIOMASSE	HOULO-MOTRICE	SWAC	TOTAL
Puissance 2020 (MWc)	50	5	10	6	6	3	0,5	3	84
Productible 2020 (GWh)	156	10	15	9	9	16,5	1,8	15	232
Durée d'amortissement (années)	30	15	20	20	20	13	20	30	
Coût de référence du kWh (Hors taxes et défiscalisation)	12,06	14,5	45	40	35	27	30,5	15	
Coût de référence du kWh thermique ²	26	26	26	26	26	26	26	26	
Surcoût (ou économie) pour l'usage (en XPF/kWh)	-13,94	-11,5	19	14	9	1	5	-11	
Surcoût (ou économie) collectif annuel en 2020 (en millions XPF)	-2 175	-115	285	126	81	17	8	-165	-1 938

Note : PV : photovoltaïque ; SWAC : Sea Water Air Conditioning (climatisation à partir de l'eau froide des profondeurs) ; EnR : Énergies renouvelables ; MWc = 10⁶ Wc ; GWh = 10⁶ kWh

Ainsi, dans le tableau ci-avant, il apparaît que le développement notamment de la production d'énergie hydroélectrique, maintenant clairement ouvert au marché depuis l'arrêt 901 CM du 25 juin 2009, doit permettre de plus que compenser le surcoût du photovoltaïque. Toutefois, les délais de réalisation de tels équipements sont à l'évidence plus longs que pour l'installation de générateurs photovoltaïques (PV). Sur ce point, il ne faudrait pas sous-estimer les difficultés de mise en œuvre du développement de l'hydroélectricité à Tahiti. En effet, il conviendra de prendre le temps nécessaire pour parvenir, en concertation avec les riverains, à la définition de projets d'une qualité environnementale et d'une transparence financière qui permettent d'obtenir leur adhésion.

III) En 2010 : niveau inconsideré d'autorisations de générateurs photovoltaïques (PV)

3-1) Un niveau extravagant d'autorisations

Le 21 avril 2010, le Gouvernement de l'époque autorisait la réalisation de 27 générateurs photovoltaïques³ (PV) totalisant 11,457 MegaWatt crête (MWc) de puissance installée. **75 % en volume de la puissance autorisée, soit 8,620 MWc, concernent des installations de plus de 200 kWc, essentiellement des fermes solaires et non des générateurs sur toitures.** Ces autorisations ont été données au vu de plans de financement qui prévoient normalement un recours à la défiscalisation locale à hauteur d'environ 45 % du montant de l'investissement.

² Incluant une taxe de 9F/kWh représentative des externalités négatives liées à la génération thermique (« *taxe carbone* »)

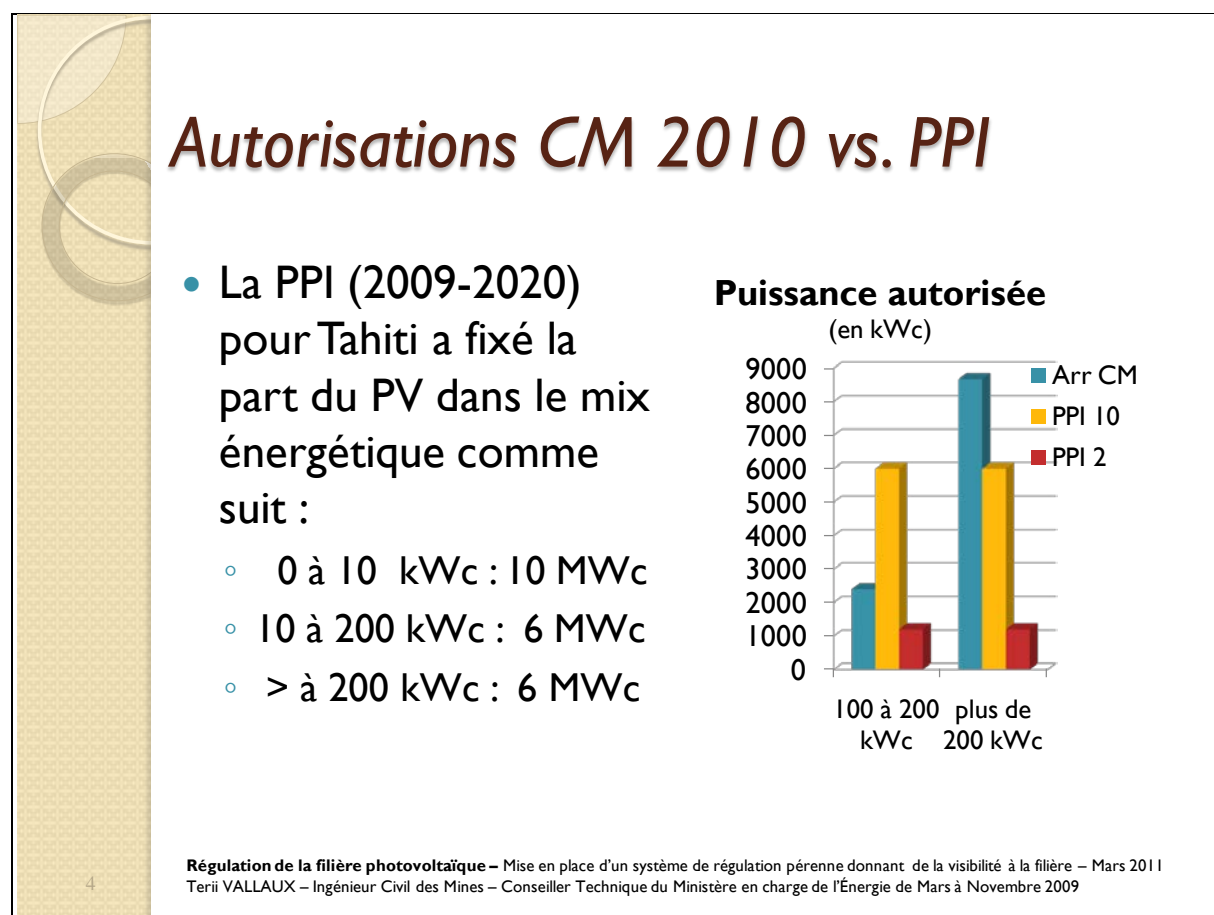
³ Arrêtés n° 531 à 557 CM du 21 avril 2010 (JOPF du 29 avril 2010 pages 1913 à 1915)

Sur la base d'un coût moyen du MWc installé de l'ordre de 700 millions de XPF, ces autorisations étaient donc susceptibles d'engager le budget du Pays à hauteur d'un niveau, financièrement insupportable dans le contexte actuel, de quelques 3,6 milliards de XPF de pertes fiscales.

3-2)... au mépris des objectifs de la PPI

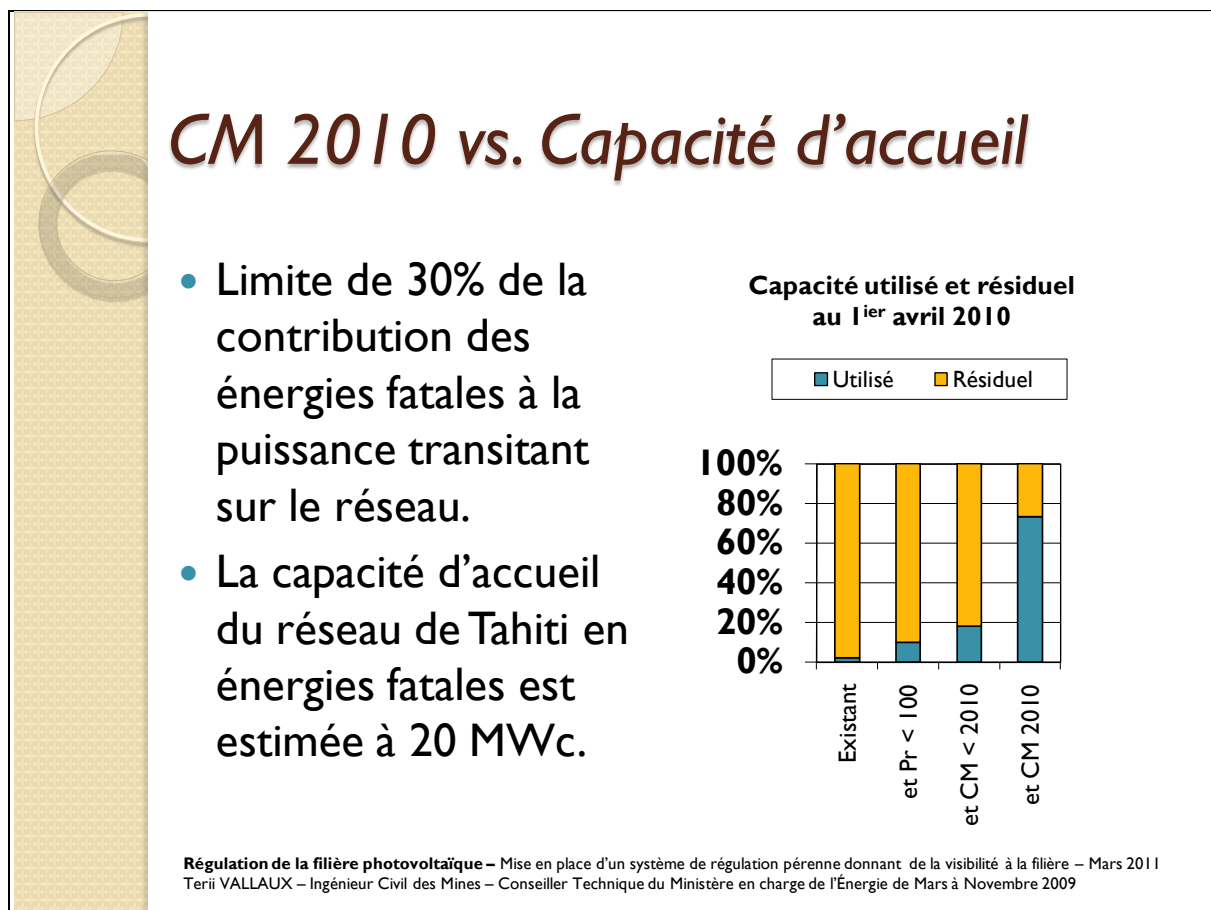
Ainsi en un jour, le Gouvernement a fait autoriser 144 % de l'objectif de 6 MWc de grosses installations que la PPI avait prévu de réaliser en 10 ans.

Le graphique ci-après illustre le niveau totalement déraisonnable, notamment pour les installations de plus de 200 kWc, d'autorisations octroyées par rapport au niveau attendu pour réaliser les objectifs de la PPI (PPI 10) sur ses 2 premières années (PPI 2)



3-3)... saturant les capacités d'accueil du réseau

Le graphe ci-après illustre la capacité engagée au 1^{er} avril 2010 en pourcentage de la capacité d'accueil totale du réseau de distribution de l'île de Tahiti suite aux décisions prises en Conseil des Ministres (CM) en 2008 et 2009, puis le 21 avril 2010. Il est rappelé que seules les installations de plus de 100 kWc sont soumises à autorisation par le Conseil des Ministres.



À la fin du mois d'août 2010, la société EDT⁴ estimait que la capacité d'absorption en énergies fatales à caractère aléatoire⁵ du réseau est déjà engagée à hauteur de 90 %, en grande partie donc suite aux autorisations données par le Conseil des Ministres en 2010, en l'absence totale de critères objectifs et transparents, pour la réalisation de grosses fermes solaires au sol.

⁴ D'après l'interview de F. DUPONT dans la revue « *Expertises économiques* » du mois de septembre 2010.

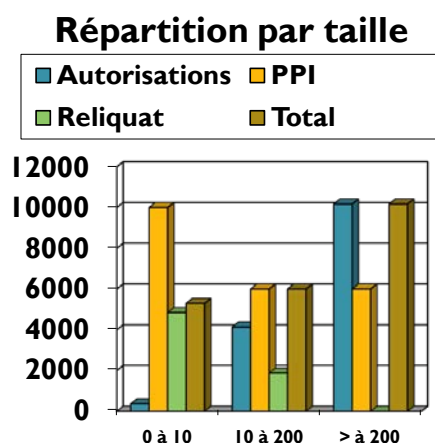
⁵ L'énergie fatale est l'énergie inéluctablement présente ou piégée dans un processus ou un produit et que l'on peut pour partie récupérer ; cette énergie est donc là, qu'on la désire ou pas lors du processus. En conséquence, si on ne l'utilise pas instantanément (éventuellement pour la stocker sous une autre forme) on la perd. En pratique il s'agit essentiellement de l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne. **En conséquence et sauf à les invalider, les décisions prise en 2010 ont aussi pour conséquence de faire de l'énergie éolienne sur Tahiti une filière mort-née, la capacité d'accueil du réseau ayant été totalement obérée.**

3-4)... favorisant les grandes installations (fermes solaires au sol) au détriment des petits générateurs sur toitures

Taille des générateurs PV

- Extrait du communiqué du MRE – TahitiPresse 01/05/10 :

Le Conseil des ministres a ainsi validé le 21 avril dernier 27 projets de centrales photovoltaïques parmi lesquelles les quatre premières fermes importantes au sol à Papenoo, Arue, Mahina et Punaauia (plus de 5 MWc cumulé).



Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

Le graphe ci-avant rappelle que, compte-tenu du large dépassement (2,62 MWc) de l'objectif décennal de 6 MWc, il n'y a plus de reliquat pour de nouvelles installations de plus de 200 kWc à connecter au réseau de distribution de Tahiti. Cette situation implique aussi, compte-tenu d'une limite évaluée à 20 MWc de la capacité totale d'accueil en énergies fatales dans les circonstances actuelles, que le quota réservé aux petites installations (moins de 10 kWc) pour les particuliers soit maintenant réduit à la portion congrue.

Certes ces projets de grandes fermes solaires au sol n'ont pas à ce jour bouclé leurs plans de financement et *a fortiori* ne sont pas réalisés, mais les autorisations qui leur ont été accordées préemptent juridiquement la capacité qui pourrait être dévolue aux petites installations.

Les postures affichées par le Ministre de l'Énergie en exercice en 2010⁶ sont donc éminemment contradictoires lorsqu'il prétend vouloir à la fois « *favoriser clairement les petites et les moyennes installations sur toitures* »⁷ et se réjouit de la validation par le Conseil des Ministres⁸ du 21 avril 2010 de sa proposition d'autoriser « 27 projets de centrales photovoltaïques parmi lesquelles les quatre premières fermes importantes au sol à Papenoo, Arue, Mahina et Punaauia ». Ces « quatre premières fermes importantes » que le Ministre tenait tant à mettre en avant représentent à elles seules plus de 5 MWc de puissance installée, soit la moitié du quota décennal prévu pour les petites installations de moins de 10 kWc.

⁶ M. Teva ROHFRIETSCH

⁷ Cf. CR réponse à la question orale de M. James SALMON du 20 octobre 2010 sur www.assemblee.pf

⁸ Communiqué du Ministre paru dans l'édition de TahitiPresse du 1^{er} mai 2010.

En réalité, les décisions malencontreuses prises en 2010 ont pour résultat que la place est prise essentiellement par des grosses fermes solaires alors qu'il conviendrait de privilégier effectivement les petites installations individuelles dont le foisonnement permet d'atténuer le handicap lié au caractère aléatoire de l'électricité d'origine photovoltaïque.

3-5)... hypothéquant les capacités futures de génération d'électricité à partir d'énergies renouvelables à coût compétitif

De manière générale, et malgré son coût relatif encore généralement sensiblement plus élevé que pour les autres filières de production d'électricité et le handicap lié au caractère fatal et aléatoire de l'énergie récupérée, la filière photovoltaïque (PV) prend une place grandissante, quoique toujours relativement modeste pour le moment, dans le mix énergétique des pays ayant décidé d'une politique volontariste de recours aux énergies renouvelables.

En effet, le coût du PV installé décroît régulièrement à mesure que se développent les capacités de production de la filière. Il s'agit là d'une tendance similaire à la loi de Moore relative au coût de stockage de la donnée électronique. Il a ainsi été observé que le coût du kWh photovoltaïque raccordé au réseau baisse en moyenne de 18 % à chaque doublement de la production globale. Avec une estimation conservatoire d'une croissance moyenne annuelle de 30% en volume, la baisse annuelle moyenne du coût du kWh PV s'établit entre 5 et 6 %⁹.

Certains grands pays industriels peuvent donc estimer que, malgré sa moindre compétitivité actuelle, il est opportun de favoriser fortement le développement de la filière PV, notamment par la fixation de tarifs de rachat très sensiblement plus élevés que pour les autres filières EnR, afin de développer conjointement leur marché interne et leurs industries nationales du secteur de la production d'équipements PV pour permettre à celles-ci d'émerger comme leaders mondiaux de cette filière d'avenir. Ainsi, l'Allemagne et le Japon, malgré des conditions d'ensoleillement médiocres, sont devenus leaders dans le domaine PV et n'ont été rejoint dans leadership que très récemment par la Chine et les USA, qui disposent pourtant de conditions naturelles beaucoup plus favorables dans le sud de leurs territoires.

À l'évidence, et sauf à vouloir absolument subventionner l'économie chinoise ou allemande, de telles considérations ne trouvent pas à s'appliquer chez nous, même si la mise en œuvre d'incitations toujours substantielles mais plus modérées reste justifiée afin que se développe graduellement et harmonieusement en Polynésie française un tissu industriel d'installateurs PV qui puissent être pleinement opérationnels lorsque le coût du PV sera à parité avec le coût du thermique, ce que l'on peut raisonnablement escompter arriver dans notre pays pendant la décennie¹⁰. Le graphique suivant indique typiquement l'évolution du coût de la génération d'électricité à base d'énergie photovoltaïque conjointement au prix (et

⁹ *The solar revolution* ; T Bradford – 2006, MIT press ; pages 109 & 110

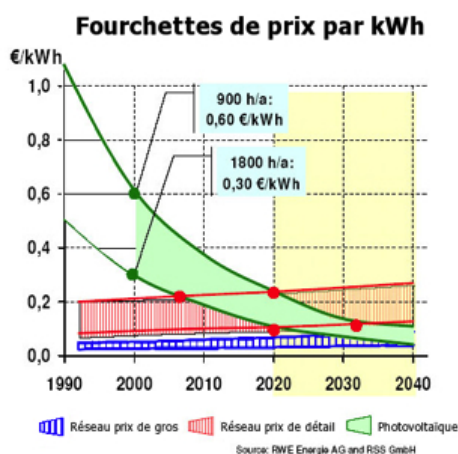
¹⁰ Il convient toutefois de manier avec précaution ce concept de « *grid parity* » (parité réseau), les énergies en question ayant des caractéristiques très différentes. En pratique, pour que le PV devienne réellement et largement compétitif, il conviendra que non seulement le coût du Wc continue sa baisse, mais également que « l'environnement » de la production PV permette, à un coût compétitif de pallier le caractère aléatoire de cette énergie (baisse du coût de stockage électrochimique de l'énergie, développement de la gestion de la demande [*Demand Side Management*] à partir de réseaux et compteurs intelligents [*smart grids, smart meters*], meilleure prévisibilité de la production aléatoire à partir de modèles météorologiques,...).

donc implicitement au coût de la génération électrique à partir de source d'énergie concurrente, par exemple thermique).

Outre le surcoût intrinsèque lié à la concentration de l'effort d'équipement en début de période s'agissant d'un bien dont on sait que le coût ira décroissant pendant la décennie¹¹, un développement excessivement rapide finira inéluctablement par un effondrement rapide, situation de « *boom and bust* » très dommageable à la filière.

« Grid parity » et Surcoût du non respect PPI

- « Loi de Moore » PV
Coût kWc baisse de 18% à chaque doublement de la production.
- Baisse annuel PV 6%.
- Surcoût d'un déploiement accéléré en début de période : 1,5 milliard XPF.
- *Note* : en PF, le productible annuel est typiquement entre 1 300 et 1 500 h/a.



Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

IV) En 2010 : Un dispositif d'aides décrédibilisé

4-1) Des agréments fiscaux « à géométrie variable »

L'absence d'actualisation en 2010 du dispositif incitatif mis en place en juin 2009, a donc conduit, face à la baisse substantielle du coût mondial des panneaux PV qui selon le « *Rocky Mountain Institute* »¹² a baissé de 33 % en 2009, à une « stimulation » de projets totalement biaisée en faveur des grosses fermes solaires alors que la mise en œuvre des petites installations demandées par les particuliers est restée à la traîne.

Il aurait été préférable, ainsi que l'avait prévu le Gouvernement antérieur en octobre 2009 sans avoir eu le temps de le finaliser, de supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale, l'incitation par le seul tarif de rachat devenant suffisante.

¹¹ L'ordre de grandeur du surcoût lié aux décisions prises le 21 avril 2010 est évalué à 1 500 millions XPF.

¹² www.rmi.org

Au lieu de cela, le manque de clarté quant aux critères véritables permettant d'obtenir le bénéfice de la défiscalisation a suscité de légitimes suspicions et récriminations de la part de certains professionnels.

Des agréments fiscaux arbitraires

- Les délais d'obtention de l'agrément en défiscalisation locale à géométrie variable,
- Nous attendons sans aucune certitude ni davantage de visibilité,

(Avis des professionnels dans « Expertises économiques – Septembre 2010 »).

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

4-2) De nouveaux critères confidentiels, impraticables et inconséquents

Le communiqué du Conseil des Ministres du 11 août 2010 indiquait que celui-ci avait, sur proposition de Monsieur Teva ROHFRITSCH, « *approuvé le principe de l'instauration de critères techniques, économiques et financiers visant à pérenniser le développement de la filière photovoltaïque en Polynésie française* » ... « *en privilégiant les projets qui permettront la plus grande transparence et la meilleure équité dans la répartition des aides publiques* ».

Dans un article de la Dépêche du 26 août 2010, le Ministre indique que ces critères avaient été « *communiqués à tous* ». Pourtant on n'en retrouve aucune trace dans quelque texte réglementaire qui aurait fait l'objet d'une publication au JOPF.

Il n'apparaît pas d'ailleurs qu'il en ait été fait quelque usage puisque apparemment aucune nouvelle autorisation d'implantation de générateurs photovoltaïques n'a été accordée depuis par le Conseil des Ministres.

Dans un autre article de la Dépêche du 26 janvier 2011, soit à peine 5 mois plus tard, le même Ministre indiquait que le Gouvernement avait validé sa proposition pour l'instauration « *d'un*

nouveau schéma de soutien public à la filière photovoltaïque, en remplacement du système de défiscalisation. »

Des critères... morts-nés ?

- 11 août 2010 : critères de sélection
« *communiqués à tous* » (Dépêche du 26 août),
- 26 janvier 2011 : « *Nouveau schéma de soutien public à la filière photovoltaïque, en remplacement du système de défiscalisation...Teva Rohfrisch engagera un cycle de concertation avec les professionnels du secteur* » (Communiqué CM).

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

4-3) Résultat : Le gel de la défiscalisation métropolitaine

L'État a manifestement fait ses calculs et conclut, dans le même sens que la société EDT, que suite aux décisions malencontreuses d'autorisations prises en 2010 sur l'initiative du Ministre en charge de l'Énergie, près de la totalité de la capacité d'absorption du réseau en énergie photovoltaïque était maintenant juridiquement engagée. La conséquence logique de ces décisions inconsidérées a été le gel de l'octroi de la défiscalisation métropolitaine pour de nouveaux projets, à l'instar de ce qui se justifiait dans les DOM, et notamment à la Réunion où la limite de 30 % de pénétration de l'énergie photovoltaïque a réellement été atteinte, alors même que très peu de réalisations photovoltaïques en Polynésie française ont à ce jour véritablement bénéficié de la défiscalisation métropolitaine.

À nouveau, en matière d'effet d'annonce contradictoire, on pourra enfin noter que le Ministre en charge de l'Énergie tenait à rappeler le 28 janvier 2011¹³, soit à peine 2 jours après l'article de la Dépêche annonçant la fin du système de défiscalisation locale existant, « *qu'il s'est battu auprès des autorités gouvernementales pour conserver le dispositif local, levier essentiel au développement de notre Pays* ».

¹³ Communiqué du MRE (Ministère de la reconversion Économique, en charge des Énergies) du 28 janvier 2011.

Défiscalisation métropolitaine

- « **Si la défiscalisation nationale est pour le moment bien « gelée », en attendant les résultats de la commission ad hoc en juin prochain, le ministre tient à rappeler qu'il s'est battu auprès des autorités gouvernementales pour conserver le dispositif local, levier essentiel au développement de notre Pays.** »

(communiqué MRE du 28 janvier 2011)

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

V) Une incitation injuste et incohérente à l'autoconsommation

Parmi les « innovations », souvent mises en avant par le Ministre en charge de l'Énergie, il y a, et pour reprendre ses termes¹⁴, la « *modification de l'arrêté relatif au rachat de l'électricité photovoltaïque en permettant l'autoconsommation et l'injection des surplus demandées par les usagers* ».

À l'appui de cette innovation et dans un style péremptoire et accusateur¹⁵, M. Teva ROHFRITSCH explique comme suit le prétendu avantage de ce changement par rapport au dispositif antérieur :

« Par delà ce terrible amateurisme qui caractérise le travail effectué par l'ancien ministre de l'énergie dans un secteur aussi vital pour notre pays, un élément de fond, catastrophique pour la collectivité a clairement échappé à ce dernier. En obligeant dans la réglementation qu'il a mis en place, l'injection de toutes les productions photovoltaïques et leur rachat par le concessionnaire de distribution, le ministre créait de toutes pièces, non pas un moyen pour les usagers et pour la collectivité de réduire les consommations d'électricité à base de pétrole, mais une opportunité pour certains de profiter d'une aubaine financière en vendant au prix fort leur production photovoltaïque à EDT. »

¹⁴ Cf. CR réponse à la question orale de James SALMON du 20 octobre 2010, p 24.

¹⁵ Cf. communiqué de presse du MRE du 8 septembre.

Au-delà des outrances, que faut-il réellement penser de cette innovation consistant à « *permettre l'autoconsommation et l'injection des surplus demandées par les usagers* » et de ses prétendus avantages sur la situation antérieure ?

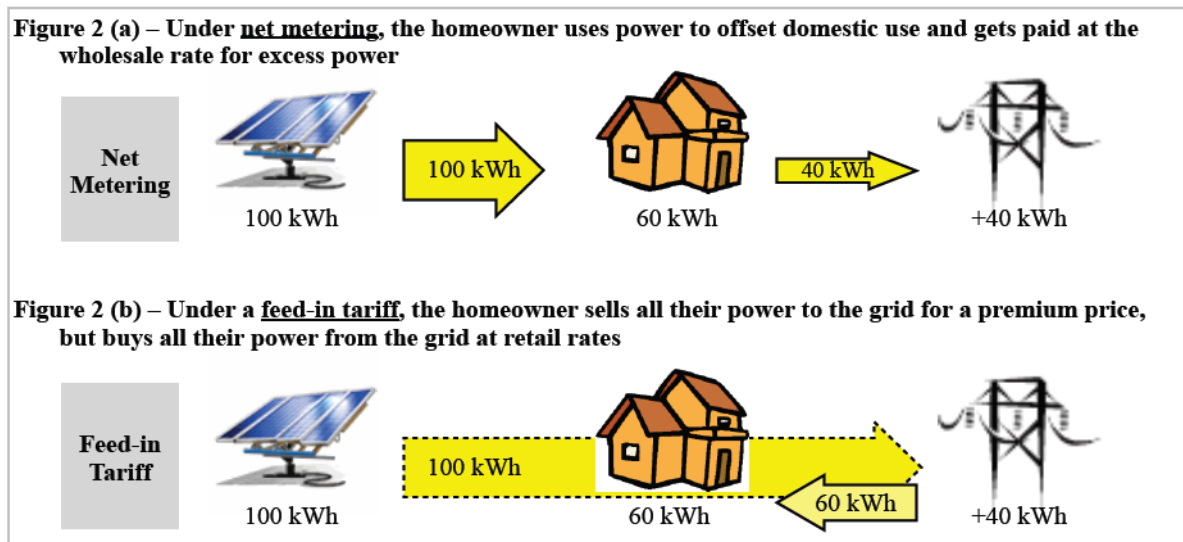
5-1) *Feed-in Tariffs vs. Netmetering*¹⁶

Avant que de se positionner sur la question posée au paragraphe précédent, il convient de présenter brièvement les 2 grandes approches utilisées dans le monde visant à promouvoir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par l'obligation faite distributeur d'électricité d'accepter la connexion au réseau d'installations de production décentralisée :

- Le système des « *Feed-in Tariffs* », système appliqué notamment en Europe, qui prévoit 3 dispositions essentielles au bénéfice du producteur : une connexion garantie au réseau de distribution, un contrat d'achat de long terme imposé au distributeur, et un prix fixe de rachat suffisamment élevé pour garantir un retour raisonnable sur investissement. La logique bien comprise du dispositif de « *Feed-in Tariffs* » implique que la totalité de la production soit vendue sur le réseau, que ce résultat soit obtenu par une obligation juridique ou par la seule discrimination financière comme en France où le tarif de vente du kWh PV étant de plusieurs fois celui du tarif abonné, personne ne s'amuse en pratique à ne pas vendre la totalité de sa production sur le réseau. C'est cette approche qui a été choisie en Polynésie française en 2009.
- Le système de « *Net metering* », appliqué notamment dans certains états d'Amérique du Nord, par lequel la production d'un générateur photovoltaïque sert d'abord à « *faire tourner le compteur de l'abonné-producteur à l'envers* », le surplus de production non consommée étant généralement comptabilisé à un tarif bas (tarif de gros) et venant en déduction de la facture d'électricité de l'abonné-producteur.
- Ces 2 règles précédentes ne sont que des dispositions comptables et financières parce qu'en réalité, dans les 2 cas, les électrons produits par les panneaux solaires obéissent aux mêmes lois de la physique et ont exactement le même impact sur le réseau de distribution. En particulier, et rappelant ici que la production photovoltaïque étant par nature aléatoire, les sujétions pesant sur le distributeur en termes de capacité de réseau et de puissance électrique garantie sont identiques dans les 2 cas de figure et ne dépendent que de la puissance installée du générateur photovoltaïque. Ces règles d'incitation ne vont en réalité avoir d'impact que sur la décision d'investissement du propriétaire qui sera donc, dans le cas du « *Net metering* » (correct et non fantaisiste comme chez nous – *cf. infra* !) incité à limiter la taille de son installation à un niveau équivalent à ses besoins électriques, alors que cette taille pourra être sensiblement inférieure au potentiel qu'offre la surface de toiture correctement exposée qui est

¹⁶ Une précision est ici nécessaire. Certains auteurs classent également le *Netmetering* dans les dispositifs de *Feed-in Tariffs* (acronyme FIT) au motif que le *Netmetering* peut aussi être considéré comme un tarif de raccordement dont la valeur correspond au tarif de vente au détail du kWh par le distributeur, tarif par nature fluctuant en fonction des coûts de revient de la génération d'énergie électrique. Ces auteurs font alors la distinction, entre *Netmetering* d'une part et *Fixed Tariffs* (tarifs fixes) ou *Stepped Tariffs* (barème de tarifs) d'autre part. Toutefois, j'ai gardé ici la distinction, certes donc littéralement discutable mais très usuelle, faite entre le qualificatif de *Netmetering* appliqué aux systèmes (où la production PV sert d'abord à faire tourner le compteur à l'envers) mis en œuvre majoritairement en Amérique du Nord (à quelques exceptions notamment l'Etat de l'Ontario qui a opté pour un FIT) ainsi qu'au Japon et celui de *Feed-in Tariffs* appliqués aux dispositifs de tarifs fixes en vigueur notamment en Europe.

susceptible d'être totalement exploitée dans un dispositif de type « *Feed-in Tariffs* ». Ces éléments sont illustrés dans le schéma ci-après¹⁷.



5-2) Netmetering version Ministère Énergie 2010

Les 2 approches précédemment décrites ont chacune leurs vertus et leur cohérence, mais elles ne peuvent être mélangées de manière fantaisiste !

En déclarant vouloir maintenant permettre et même privilégier¹⁸ « *l'autoconsommation et l'injection des surplus demandées par les usagers*¹⁹ », le Ministre de l'époque devait donc nécessairement s'orienter vers un dispositif de type *Netmetering*. C'est d'ailleurs ce qui a été partiellement fait du point de vue technique dans l'arrêté 606 CM du 29 avril 2010, modifiant l'arrêté 902 CM du 25 juin 2009 relatif aux conditions de raccordement au réseau : la modification intervenue a essentiellement consisté à enlever les mentions antérieures obligeant à écouler la totalité de la production sur le réseau.

Toutefois, en omettant d'abroger les tarifs de rachat en vigueur conçus pour un dispositif de « *Feed-in tariffs* », on a abouti, en ce qui concerne les abonnés en Moyenne tension (MT), à un **oxymore fondamental**. En effet, on prétend privilégier l'autoconsommation, alors que la vente du surplus, typiquement dans ce cas de figure facturé à 40 XPF/kWh²⁰, est financièrement plus intéressante que « l'autoconsommation » qui ne permet qu'une économie sur la base d'un tarif de vente à l'abonné MT de l'ordre de 31,38²¹ XPF TTC/kWh, soit près de 9 XPF/kWh de moins que la vente sur le réseau que l'on cherche à dissuader ! **Nous sommes très certainement le seul pays au monde à posséder un système d'incitation, mix « loufoque » de « *Feed-in tariffs* » et de « *Netmetering* », aussi contradictoire que singulier !**

En ce qui concerne les abonnés en Basse Tension (BT), compte tenu de la structure progressive du tarif de vente aux abonnés, l'incitation à privilégier l'autoconsommation est

¹⁷ d'après « *Feed-in tariffs in America* », depuis www.newrules.org

¹⁸ Cf. CR réponse à la question orale de James SALMON du 20 octobre 2010 p 26.

¹⁹ Cf. CR réponse à la question orale de James SALMON du 20 octobre 2010 p 24.

²⁰ Tarif de rachat pour les installations de puissance installée comprise entre 10 kWc et 200 kWc.

²¹ Tarif MT P5 à P7 en XPF/kWh: 24,65 + 1,23 de TVA (5%) + 5,5 de taxes communales et territoriales en vigueur en avril 2010.

cohérente et réelle dès que la consommation mensuelle dépasse le seuil de 150 kWh²², seuil du tarif social. Ainsi, l'heureux propriétaire d'un générateur PV qui par définition fait déjà parti des plus favorisés, va pouvoir écrêter sa consommation globale et **voir sa consommation résiduelle assurée par le réseau n'être plus que facturée au tarif social²³, c'est à dire en réalité subventionnée par l'abonné moyen, pourtant moins fortuné que lui.**

Ce dispositif mixte est donc encore plus attractif que le précédent pour l'heureux abonné autoproducteur puisque celui-ci optimisera le dimensionnement de son générateur PV pour écrêter sa consommation dans les tranches marginales²⁴ et vendra le surplus à 45 XPF du kWh²⁵, le tarif de rachat ayant été inchangé.

5-3) Impacts sur les contribuables et les usagers du service public de l'électricité

La puissance totale des installations de moins de 10 kWc raccordées ou en voie d'être raccordées au réseau en avril 2011 serait de l'ordre de 1 500 kWc. Si l'on ajoute quelque 500 kWc d'installations de plus de 10 kWc chez des abonnés commerciaux ou industriels aujourd'hui connectés en Basse Tension (BT), ce serait donc à peine de l'ordre de 10 % des puissances installées aujourd'hui autorisées, pour lesquelles les abonnés opteraient pour l'écrêtage. Les 90 % restant résultant, soit d'abonnés raccordés en MT soit de fermes solaires, auront financièrement intérêt à en rester à la vente de la totalité de leur production.

Pour les 10 % restant, ce ne sera donc pas, comme le cas échéant pour le dispositif antérieur, l'ensemble des abonnés qui prendra en charge le surcoût mais seulement l'abonné moyen, pas assez riche ou chanceux du point de vue de son habitat pour pouvoir s'équiper opportunément d'un générateur PV, qui subventionnera l'heureux abonné ayant acquis un générateur PV. En effet pour ce dernier, la facturation de sa consommation résiduelle se retrouvera vraisemblablement alors dans la tranche du tarif social. **Par ailleurs, dans ce nouveau dispositif et par rapport au précédent, l'heureux abonné pourra également éluder un montant de taxes de l'ordre de 7,5 à 8 XPF/kWh²⁶ sur la consommation électrique économisée par son autoproduction. Ce transfert de ressource peut également s'analyser, compte tenu de la prépondérance des impôts sur la consommation dans notre fiscalité, comme une subvention déguisée du moins favorisé au plus favorisé.**

En ce qui concerne l'impact potentiel sur les tarifs de vente, il convient en premier lieu de rappeler l'article 8 du contrat de concession liant le pays à la S.A. EDT jusqu'en 2030 qui stipule que : *« le concessionnaire est tenu d'absorber les énergies renouvelables lorsque le parc de production de puissance du fournisseur garantit au minimum une puissance de 5 MW. En dessous de ce seuil le concessionnaire est libre d'acheter l'énergie renouvelable produite à des conditions techniques et économiques négociées au cas par cas. En tout état de cause le prix du KWH ainsi acheté ne peut être supérieur au prix de l'énergie renouvelable arrêté par le Conseil des Ministres. »*

²² Tarif P2 de 151 à 280 kWh = 38,75 HT soit 46,19 TTC supérieur au tarif de rachat PV de 45 F pour les installations de moins de 10 kWc de puissance installée.

²³ Tarif BT P0 (0 à 150 kWh) : 17,35 F/kWh

²⁴ à environ 60 F TTC pour la tranche supérieure à 500 kWh/mois et 55 F TTC pour la tranche de 280 à 500

²⁵ tarif de rachat pour un générateur de moins de 10 kWc (Arrêté 901 CM du 25 juin 2009)

²⁶ le montant de la TVA de 5% étant variable en fonction de la tranche de tarif atteinte

Ainsi, dans les 2 cas, il conviendra de négocier avec EDT pour que la société ne se retranche pas juridiquement derrière cet article pour refuser l'injection de kWh PV, que ces kWh correspondent à la totalité de la production ou au seul surplus de la production non autoconsommée.

Même s'il faut reconnaître que politiquement il serait difficile à EDT d'opposer un refus en faisant valoir l'article 8 précité, **cette négociation reste donc à mener dans les 2 cas de figure**. Le résultat de cette négociation n'est, par définition, pas connue à l'avance et dépendra de la capacité respective des parties concernées à faire valoir leurs arguments. Il est toutefois vraisemblable que, toutes choses égales par ailleurs, le choix de l'autoconsommation pour les abonnés qui y ont intérêt, serait susceptible de conduire à une répercussion à la hausse sur le tarif de vente aux abonnés légèrement moins élevée que dans le cas antérieur d'une obligation de vente de la totalité de la production aux tarifs de rachat fixés en juin 2009.

Essayons de cerner quelle pourrait être la différence en jeu :

Pour la valorisation de l'économie générée par la production photovoltaïque, le pays peut à mon sens légitimement argumenter comme suit. La production photovoltaïque intervenant en période de pointe (climatisation) et sur les lieux de consommation, concernant les abonnés BT, les coûts évités par EDT seraient les suivants :

- Coût de production thermique²⁷ = 17 XPF
- ACE²⁸ = 16,73 XPF
- Total = 32,73 XPF

Dans ces conditions les surcoûts d'approvisionnement par rapport à la variante « autoconsommation » (pour laquelle on supposera pour simplifier, simplification maximaliste du point de vue de l'estimation de la différence recherchée, que l'incitation fonctionne de manière optimale ; ainsi les abonnés BT ayant opté pour cette formule auront une consommation d'électricité supérieure à la production de leurs panneaux solaires et il n'y aurait pas de surplus à racheter) qui pourraient être convenus avec EDT s'élèveraient à :

- pour les installations de moins de 10 kWc : $1500 \times 1500 \times (45-32,73) = 27,60$ millions XPF,
- pour les installations entre 10 et 200 kWc reliées BT : $500 \times 1500 \times (40-32,73) = 5,45$ millions XPF,
- soit un surcoût total d'approvisionnement de : 33,05 millions XPF.

Ce surcoût rapporté à une vente annuelle de l'EDT de l'ordre de 600 millions de kWh s'élève à 0,05 XPF/kWh soit une hausse du tarif moyen d'environ 0,2 %. Rappelons à titre de comparaison et pour ramener à sa juste proportion ce qui était annoncé par M. Teva ROHFRITSCH comme « *un élément de fond, catastrophique pour la collectivité* », que la hausse intervenue sur le tarif social le 28 juillet 2010, et semble-t-il motivée par la seule hausse du prix du fioul, a été de 9 % **soit une hausse 45 fois plus élevée que ne serait cet « élément de fond, catastrophique pour la collectivité »** annoncé par le Ministre.

²⁷ Ici on ne fait pas figurer le coût de 9 XPF/kWh des externalités négatives de la production thermique telle que prévue dans la PPI, pas plus que le subventionnement par le Pays du fioul EDT (5,34 XPF/kWh en avril 2011) puisqu'ils sont économisés aussi bien dans la variante « autoconsommation » mais ces coûts sont bien à prendre en compte dans le calcul du coût collectif de la génération thermique

²⁸ ACE : Autres Charges d'Exploitation, montant indiqué dans l'arrêté 1249/CM du 28 juillet 2010 : à ce niveau, EDT pourrait légitimement faire valoir que certaines charges correspondant à des sujétions techniques liées au caractère aléatoire de la génération d'électricité d'origine photovoltaïque (renforcement de réseaux, réserve tournante,...) ne sont pas évitées et doivent être compensées, mais ces charges sont objectivement strictement les mêmes quelque soit le mode de rémunération (*Netmetering* ou *Feed-in Tariffs*) de l'abonné-producteur et donc elles sont exclues de la présente comparaison

Si le prix moyen²⁹ de vente serait légèrement inférieur de quelque 5 centimes pour le nouveau dispositif, il demeure que, compte tenu de ce que les abonnés autoproducteurs passeront typiquement d'une tranche marginale de tarif de 52,19 XPF/kWh TTC au tarif social de 17,69 XPF/kWh, les tarifs des tranches autres que celle du tarif social devront mécaniquement être réévalués. Ainsi donc, l'abonné moyen se verra pénalisé par une facture plus élevée.

En conclusion, on peut continuer à débattre des intérêts respectifs des dispositifs de « *Feed-in Tariffs* » ou de « *Netmetering* », **mais alors que ce soit un « *Netmetering* » véritable.**

Un avantage patent des « *Feed-in Tariffs* » sur le dispositif de « *Netmetering* » est que les premiers sont normalement déterminés en relation avec le coût réel de l'investissement plus une marge cible alors que le second génère un aléa sur la rentabilité réelle de l'opération liée à l'incertitude finale quant à l'économie de factures d'électricité réalisée ; en l'occurrence et compte tenu de la tendance vraisemblablement à la hausse du prix du baril de pétrole, ce dispositif générera probablement dans le futur pour les heureux bénéficiaires une rente supplémentaire, rente au caractère d'autant plus discutable que leur investissement aurait été aidé par ailleurs par le contribuable. Toutefois, pour que cet avantage soit concrétisé et que des « *Feed-in Tariffs* » puissent être établis sur des bases pertinentes, il convient que la puissance publique concernée soit capable de déterminer de manière indépendante et incontestable un coût de référence de la génération d'énergie électrique d'origine photovoltaïque.

De son côté, le dispositif de « *Netmetering* » présente certains avantages au niveau des coûts de gestion puisqu'il permet de n'utiliser qu'un seul compteur et une seule facture au lieu de deux³⁰. C'est aussi un dispositif plus « rustique » qui, par construction, limite normalement la quantité d'électricité photovoltaïque produite à une valeur au plus égale à la consommation moyenne de l'abonné producteur. Aussi ce dispositif est-il moins susceptible « d'emballer » que les dispositifs de « *Feed-in Tariffs* » mal maîtrisés³¹.

Nonobstant les inconvénients précédemment mentionnés relatifs au « *Netmetering* » il pourrait donc quand même être estimé que ses avantages de simplicité et de « rusticité » l'emportent et ainsi décider de confirmer, avec le cas échéant certains aménagements³², le passage du premier au second dispositif, mais pour les raisons énoncées précédemment et qui sont résumées dans les 2 diapositives ci-après, **il convient, dans tous les cas de figure, de disqualifier définitivement le mix loufoque de « *Netmetering* » et de « *Feed-in Tariffs* » mis en place en 2010.**

²⁹ Une fois finalisée la négociation avec EDT sur la répercussion de l'absorption de l'électricité PV.

³⁰ Dans le « *Netmetering* véritable », le distributeur ne débourse rien, et une seule facture suffit : la facture de l'abonné sur laquelle seule la consommation « nette » est facturée. Si au bout d'une période de référence (généralement une année), il y a un solde excédentaire (la production cumulée a dépassé la consommation cumulée), celui-ci est perdu au profit du distributeur.

³¹ Cf. notamment les dérapages recensés en la matière en Espagne en 2008, et peut être aussi en France en 2009, avec la réduction brutale du niveau d'incitation qui s'en est suivi

³² Par exemple une revalorisation relative des tarifs à la puissance serait susceptible d'atténuer quelque peu le caractère socialement très injuste du « *Netmetering* » lorsque celui-ci s'applique sur un tarif à l'énergie progressif (prix unitaire du kWh augmentant en fonction des tranches de consommation)

Netmetering version Ministère de l’Énergie 2010

- En BT : Socialement injuste
 - Consommation résiduelle au tarif social
 - 8 XPF/kWh de taxes éludées
 - Assurance énergie du riche payée par le pauvre
- En MT : Économiquement aberrant
 - Surplus mieux rémunéré ! (40 vs 31,38 XPF/kWh)
 - Mix loufoque

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d’un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l’Énergie de Mars à Novembre 2009

Netmetering version Ministère de l’Énergie 2010 > Les gagnants et les perdants

	+	-
Abonné autoproducteur	Écrêtage et taxes éludées	
Abonné moyen		Compensation de l’écrtage
Communes et Pays		Taxes éludées
EDT	Neutre	(Négociation à finaliser)

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d’un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l’Énergie de Mars à Novembre 2009

VI) Propositions d'assainissement de la filière PV

Il ne sera pas facile de sortir la filière photovoltaïque polynésienne de l'ornière dans laquelle l'a plongé la gestion hasardeuse et dommageable de 2010. Dans le cadre du présent article, seules des orientations générales peuvent être émises, l'élaboration précise et détaillée d'une stratégie complète et cohérente ne pouvant relever que du travail du prochain gouvernement, travail qui devra être accompli en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés. Voici les orientations qui sont préconisées :

6-1) Supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale

Il conviendrait de supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale et son cortège de critères opaques et arbitraires d'agrément, la rentabilité des équipements photovoltaïques devant être assurée par le seul tarif de rachat complété le cas échéant par le bénéfice de la défiscalisation métropolitaine (*cf. infra*).

6-2) Revendiquer le bénéfice de la défiscalisation métropolitaine

Par souci d'équité avec les départements d'outre-mer (DOM) qui en ont largement bénéficié, en plus de l'avantage résultant de la péréquation tarifaire nationale financée par la Contribution de Service Public de l'Électricité (CSPE) à laquelle la Polynésie française n'est pas associée, il est à mon sens légitime de revendiquer la reprise en Polynésie du bénéfice de la défiscalisation métropolitaine alors même que cette dernière n'a pour le moment que très peu soutenu véritablement la filière photovoltaïque polynésienne.

Pour ce faire, il faudra au préalable apurer la liste d'attente des projets de générateurs photovoltaïques (*cf. infra*) et peut être réserver la défiscalisation métropolitaine au bénéfice exclusif des entreprises qui par leur activité économique première relèvent déjà de ce dispositif, surtout dans le cas où l'on opterait finalement pour le Netmetering (*cf. infra*). En effet, en ce qui concerne les abonnés en moyenne tension, la seule incitation financière sur l'économie de facture d'électricité serait alors pour le moment relativement faible.

6-3) Sortir de la file d'attente tous les projets de générateurs photovoltaïques de plus de 10 kWc non techniquement validés au 30 juin 2011

Nonobstant les risques de recherches en indemnisations par les professionnels qui auront été en quelque sorte leurrés par la puissance publique en 2010 quant aux aides financières publiques auxquelles ils pouvaient prétendre, il est indispensable d'apurer la file d'attente des projets de générateurs photovoltaïques pour repartir sur des bases saines.

Toutefois, on pourra sans trop de dommages laisser subsister dans la file d'attente les projets actuels de petites installations de moins de 10 kWc, projets qui concernent généralement les particuliers³³.

Les projets sont considérés comme techniquement validés lorsque les pétitionnaires reçoivent et approuvent la Proposition Technique et Financière (PTF) remise par le distributeur³⁴. La date proposée du 30 juin 2011 est la date limite de validité des tarifs actuels de rachat.

³³ Une action similaire d'apurement de la file d'attente a été faite en France en début d'année

³⁴ En pratique et pour l'essentiel, la société EDT

6-4) Opter entre Feed-in Tariffs (FIT) et (vrai) Netmetering

Les experts en politiques d'incitations au développement des énergies vertes, notamment aux États-Unis où ils sont nombreux à militer pour passer à un dispositif de type FIT, soutiennent généralement qu'un tel dispositif est beaucoup plus dynamique et efficient que le *Netmetering*.

L'image que l'on peut donner est que, pour le développement des filières « vertes », le FIT est une *Ferrari* là où le *Netmetering* est une *2 CV*. Aussi, lorsque le chauffeur (collectif) n'est pas trop expérimenté, il peut être finalement prudent d'opter pour la *2 CV* qui est quand même susceptible d'avancer, certes plus lentement, dans la bonne direction. En tous cas, il convient absolument d'éviter d'équiper une carrosserie et un châssis de *Ferrari* avec un moteur de *2 CV* ou bien l'inverse.

Opter pour un dispositif FIT signifie en particulier qu'une administration³⁵ soit en mesure de fixer des coûts de revient et des marges normatives qui fassent autorité. Ceci suppose à mon sens que cette administration évolue dans un contexte où pourraient être satisfaites les 3 exigences suivantes : professionnalisme, indépendance et caractère non partisan.

Pour ce faire les grandes démocraties estiment que ces administrations ne doivent plus être soumises directement au pouvoir exécutif et décident qu'elles soient constituées en autorités administratives indépendantes, démarche que promeut également le Rapport BOLLINET.

6-5) Contingenter le volume annuel de kWc recensés dans la file d'attente en relation avec les objectifs (révisables) de la PPI

Lorsque les objectifs quantitatifs annuels intermédiaires pour les 3 catégories³⁶ seront atteints au vu des dossiers de demande de raccordement déposés dans la file d'attente, les dossiers postérieurs ne pourront plus être pris en compte dans la file d'attente. Ils devront être déposés à nouveau l'année suivante, et ajustés le cas échéant en fonction des nouvelles conditions d'incitations financières applicables.

6-6) Ne plus autoriser dans la file d'attente les projets d'installation de taille non marginale

En référence avec les normes appliquées par EDF-SEI (EDF - Systèmes Énergétiques Insulaires) dans les Zones Non Interconnectées (ZNI)³⁷, toute installation de production dont la puissance atteint au moins 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau sera considérée comme installation non marginale. Pour l'île de Tahiti ce seuil sera abaissé à 200 kWc³⁸. Tout projet d'installation de taille non marginale ne pourra être réalisé que dans le cadre d'une réponse à des appels d'offre lancés par le Pays (*cf. infra*). Seuls les projets de taille inférieure au seuil définissant une installation non marginale pourront être admis d'office dans la file d'attente.

³⁵ Cette structure peut être réduite à quelques personnes, ce n'est pas pour l'essentiel une question quantitative en matière de ressource à affecter à la structure, mais plutôt une question organisationnelle

³⁶ Rappel : installations de moins de 10 kWc ; installations entre 10 et 200 kWc ; installations de + de 200 kWc

³⁷ En pratique la Corse et les DOM

³⁸ L'application stricte de la règle de 1% sur Tahiti donnerait un seuil de l'ordre de 400 kWc, toutefois par souci d'homogénéité avec les catégories tarifaires, il est ramené à 200 kWc pour Tahiti. La règle des 1% s'applique donc pour toutes les autres îles, avec toutefois un plancher de 10 kWc, au dessous duquel aucune contrainte particulière ne serait pour le moment exigée.

6-7) Lancer des Appels d'offres pour les installations de taille non marginale

Cette procédure permettra d'exiger pour ces installations de taille relativement importante des spécifications minimales en matière de capacités constructives de l'installation comme par exemple : stabilité de la puissance délivrée (variation inférieure à 15 % par période de 30 minutes), réserve primaire (correspondant à 10 % de la puissance active), dimensionnement en puissance du dispositif de stockage au moins égal à 1/3 de la puissance de la centrale, ...

Toutes ces spécifications permettront de maximiser à terme le taux de pénétration de l'énergie PV. Le volume et le rythme de lancement des appels d'offre seront effectués en fonction des objectifs annuels intermédiaires annuels fixés pour la catégorie des grandes installations de plus de 200 kWc à Tahiti et des installations de taille intermédiaire pour les autres îles.

6-8) Exigence d'une caution bancaire

L'obligation de contracter une caution bancaire dont le montant pourrait être fixé par exemple à 50 000 XPF par kWc de puissance installée serait de nature à désencombrer la file d'attente de pétitionnaires dont la motivation n'est pas fermement établie.

VII) CONCLUSION

Les analyses et propositions figurant dans le présent document, motivées par la seule recherche de l'intérêt général (qui n'est pas la somme de quelques intérêts particuliers), ne visent qu'à ouvrir enfin un vrai débat public et argumenté, sur la base d'informations objectives et transparentes, concernant un enjeu de développement vital pour notre pays.

Propositions d'assainissement de la filière (1)

- Supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale,
- Soutenir la reprise du bénéfice de la défiscalisation métropolitaine,
- Sortir de la file d'attente tous les projets de + de 10 kWc sans PTF au 30/06/2011,
- Opter entre FIT et (vrai) Netmetering.

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

et aussi

Propositions d'assainissement de la filière (2)

- Contingenter le volume annuel de kWc autorisés (en relation avec la PPI)
- Définir le seuil d'installation non marginale
 - Tahiti : 200 kWc, Iles : 1% de la puissance minimale de jour transitant sur le réseau
- Réaliser le quota > 200 kWc par AO
 - Exiger des capacités constructives
- Mise en place d'une caution bancaire

Régulation de la filière photovoltaïque – Mise en place d'un système de régulation pérenne donnant de la visibilité à la filière – Mars 2011
Terii VALLAUX – Ingénieur Civil des Mines – Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

Ce document a été réalisé par :

Terii VALLAUX

Ingénieur Civil des Mines

Conseiller Technique du Ministère en charge de l'Énergie de Mars à Novembre 2009

SOMMAIRE

Régulation de la filière photovoltaïque.....	1
SYNTHÈSE	2
I) INTRODUCTION	3
II) La PPI 2009-2020 : Rappel des objectifs	3
III) En 2010 : niveau inconsideré d’autorisations de générateurs photovoltaïques (PV).....	4
3-1) Un niveau extravagant d’autorisations	4
3-2)... au mépris des objectifs de la PPI	5
3-3)... saturant les capacités d’accueil du réseau.....	6
3-4)... favorisant les grandes installations (fermes solaires au sol) au détriment des petits générateurs sur toitures.....	7
3-5)... hypothéquant les capacités futures de génération d’électricité à partir d’énergies renouvelables à coût compétitif.....	8
IV) En 2010 : Un dispositif d’aides décrédibilisé	9
4-1) Des agréments fiscaux « à géométrie variable »	9
4-2) De nouveaux critères confidentiels, impraticables et inconséquents.....	10
4-3) Résultat : Le gel de la défiscalisation métropolitaine	11
V) Une incitation injuste et incohérente à l’autoconsommation	12
5-1) Feed-in Tariffs vs. Netmetering.....	13
5-2) Netmetering version Ministère Énergie 2010.....	14
5-3) Impacts sur les contribuables et les usagers du service public de l’électricité	15
VI) Propositions d’assainissement de la filière PV	19
6-1) Supprimer le bénéfice de la défiscalisation locale.....	19
6-2) Revendiquer le bénéfice de la défiscalisation métropolitaine	19
6-3) Sortir de la file d’attente tous les projets de générateurs photovoltaïques de plus de 10 kWc non techniquement validés au 30 juin 2011.....	19
6-4) Opter entre Feed-in Tariffs (FIT) et (vrai) Netmetering.....	20
6-5) Contingenter le volume annuel de kWc recensés dans la file d’attente en relation avec les objectifs (révisables) de la PPI.....	20
6-6) Ne plus autoriser dans la file d’attente les projets d’installation de taille non marginale	20
6-7) Lancer des Appels d’offres pour les installations de taille non marginale.....	21
6-8) Exigence d’une caution bancaire	21
VII) CONCLUSION	22